

# Nyttekostanalyse av Hammerfest LNG

## ELEKTRIFISERINGEN AV MELKØYA

Kandidatnummer: 6, 29, 58

### Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Sammendrag</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Innledning</b>	<b>2</b>
2.1	Bakgrunn og dagens situasjon . . . . .	2
2.2	Planen og hensikten . . . . .	3
2.3	Alternativer til full elektrifisering . . . . .	4
<b>3</b>	<b>Forutsetninger</b>	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>Tallfesting og kostnadsestimering</b>	<b>6</b>
4.1	Gassprisen . . . . .	6
4.2	Kraftprisen . . . . .	7
4.3	CO <sub>2</sub> -prisen og karbonprisbanen . . . . .	8
<b>5</b>	<b>Nyttekostanalyse</b>	<b>9</b>
5.1	Parameterverdier . . . . .	9
5.2	Standardscenarioet . . . . .	10
5.3	Lav og høy karbonbane . . . . .	11
5.4	Andre gass- og strømpriser . . . . .	12
5.5	Oppsummering . . . . .	13
5.6	Andre usikkerhetsfaktorer . . . . .	13
<b>6</b>	<b>Ikke-prissatte virkninger</b>	<b>14</b>
6.1	Klimautslipp fra myr . . . . .	15
6.2	Fugl- og annet dyreliv . . . . .	15
6.3	Landskapsbildet . . . . .	15
6.4	Friluftsliv . . . . .	16
6.5	Naturressurser og reindrift . . . . .	16

<b>7</b>	<b>Ringvirkninger</b>	<b>16</b>
7.1	Endret strømpris . . . . .	16
7.2	Bortfall av kvotekjøp . . . . .	17
<b>8</b>	<b>Referanser</b>	<b>18</b>

## 1 Sammendrag

Regjeringen har godkjent konsesjonen for elektrifisering av Melkøya den 8. august 2023 som innebærer en utbygging av kraftlinjenettet mellom Hammerfest og Skaidi samt investeringer for omlegging av drift til elektrisitet fra strømmettet. Dette vil føre til en reduksjon på utslipp og at produksjonen av *Liquified Natural Gas* (LNG) forlenges. Dette er en omfattende og kostbar utbygging som det er mye politisk debatt rundt.

I denne nyttekostanalysen av elektrifiseringa av Melkøya er det definert et standardscenario med tall hentet fra blant annet Equinor, Olje- og energidepartementet (OED), Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE) og gjort en beregning på hvorvidt dette prosjektet vil være det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet.

Våre beregninger på standardscenarioet er at alternativet for delvis elektrifisering er det mest samfunnsøkonomisk nyttige og er beregnet til å være omtrent 2,3 milliarder kr (2022-kroner) mer lønnsomt enn full elektrifisering.

Det er mange usikre faktorer, som framtidig gass-, strøm- og karbonpris, som har fått egne beregninger. Med en lavere karbonpris enn det som er lagt til grunn i standardscenarioet vil delvis elektrifisering være ennå mer lønnsomt, men med en høy karbonpris vil full elektrifisering lønne seg. For den usikre gass- og strømprisen er det gjort en Monte Carlo-simulering basert på historiske gass- og strømpriser der full elektrifisering lønner seg i om lag 20 % av tilfellene.

Konklusjonen i følge våre beregninger er dermed at det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme ville vært å delvis elektrifisere Melkøya istedet for å legge om hele anlegget til å bruke elektrisitet fra strømmettet.

## 2 Innledning

### 2.1 Bakgrunn og dagens situasjon

Verden står ovenfor en stor utfordring når det gjelder å redusere utslipp på flere områder. De siste årene har hetebølger, skogbranner, ekstremvær og flom bidratt til enorme ødeleggelser rundt om i verden, også i Norge.

Norge har i likhet med nesten alle land forpliktet seg til å redusere utslippene gjennom Paris-avtalen. Paris-avtalen har som mål å holde den globale gjennomsnittstemperaturen på ca. 1,5

grader. Dette vil kreve en enorm omstilling i industrien og næringen som vil være kostbart for de aller fleste land (United Nations, 2015).

Norge har med dette bundet seg til ønsket om utslippskutt tilsvarende 50-55 % innen 2030 sammenlignet med 1990, som er å betrakte som avgjørende dersom Norge skal bli et lavutslippssamfunn i 2050. Videre spiller skog og andre arealer en viktig rolle i klimasammenheng (Miljødirektoratet, 2023).

Snøhvit er et gass- og kondensatfelt nordvest for Hammerfest i Nord-Norge og produksjonen startet i august 2007. På Melkøya utenfor Hammerfest mottas gass fra dette og noen andre, mindre felt på landanlegget Hammerfest LNG. Her mottas og behandles naturgassen gjennom en 143 km lang undervannsgassrørledning (Olje- og energidepartementet, 2023a). For at gassen skal kunne fraktes videre til utlandet må den kjøles ned til LNG.

Hammerfest LNGs rolle for å forsyne land i Europa er betydelig. Produksjonskapasiteten er på rundt 6,5 milliarder standard-kubikkmeter ( $\text{Sm}^3$ ) LNG årlig som tilsvarer det årlige gassbehovet til opptil 6,5 millioner europeiske husholdninger (Equinor, n.d.).

I dag er  $\text{CO}_2$ -utslippene fra Melkøya på om lag 950 000 tonn i året inkludert fakling, og er Norges tredje største utslippspunkt og utgjør omtrent 2 % av Norges nasjonale utslipp (Equinor, n.d.).

Gjennom EØS-avtalen er Norge en del av EUs kvotesystem. Her utgjør hver kvote 1 tonn  $\text{CO}_2\text{e}$  ( $\text{CO}_2$ -ekvivalenter) og de kan omsettes mellom bedrifter (såkalt Cap-and-Trade) og bedrifter som tilhører en kvotepliktig sektor er pliktig til å kjøpe kvoter for deres utslipp. Kvotepreisen i EU har steget raskt, og ligger på rundt 100 euro per tonn  $\text{CO}_2\text{e}$  (Energi og klima, n.d.).

## 2.2 Planen og hensikten

Beskrivelsen av prosjektet og tallene er basert på godkjenningsvedtaket (Olje- og energidepartementet, 2023b) og det medfølgende vedlegget (Olje- og energidepartementet, 2023a) som OED har gitt Equinor.

I dag har Snøhvit et av Norges største punktutslipp, og står for nesten 2 % av det totale utslippet på landsbasis. Omstillingen som er nødvendig for videre drift utføres med henhold til målene i Paris-avtalen i 2030. Ved å omstille anlegget til å benytte seg av kraft, vil det være mulig å redusere utslippene med 90 %. En vellykket omstilling kan derfor bidra til å redusere Norges karbonavtrykk, og styrke Norges posisjon som en ledende aktør innen bærekraftig energiproduksjon.

Prosjektet med å elektrifisere Hammerfest LNG har fått navnet Snøhvit Future og utføres av Equinor. Dette prosjektet vil bestå av tre utbygginger; landkompresjon av gass, havkompresjon, og elektrifisering.

Elektrifiseringen innebærer en investering i to elektrodampkjeler som skal erstatte gassturbinene som nå brukes til å danne kraften som er nødvendig for å kjøle ned naturgassen til

flytende form. Dette vil øke etterspørselen etter elektrisitet inn til Hammerfest-området betraktelig og prosjektet kan ikke gjennomføres uten en oppgradering av strømmettet mellom Skaidi og Hammerfest, der en planlegger å gå fra en 132 kV kraftoverføringskabel til en på 420 kV.

Totalt estimeres investeringene i elektrifisering å komme på 7 mrd. NOK, og en oppgradering av strømmettet er estimert til å koste omtrent 400 mill. NOK som skal dekkes av rettighetshaverne av Snøhvitfeltet. Det er Statnett som påtar seg ansvaret for utbyggingen av kraftnettverket der planlagt startår er satt til 2024.

Landkompresjonen som har planlagt startår andre kvartal 2028 er nødvendig for å opprettholde tilstrekkelig trykk for LNG-anlegget etter hvert som gasstrykket i reservoaret synker. Havkompresjon er to undervannskompressorer som må installeres for å holde trykket oppe, og forventes å ha startår i 2033. Kompressorene sørger for at man kan fortsette å utvinne gass til omtrent 2045 avhengig av produksjonstakten og gassreserver. Dette er en investering på totalt 6,2 mrd. NOK.

Omstillingen til elektrisk drift er forventet å være ferdigstilt i 2030.

## 2.3 Alternativer til full elektrifisering

Dersom en ser på mulighetene til å fortsette produksjonen, men vil unngå en større utbygging kan delvis elektrifisering være et alternativ. I dette tilfellet har vi antatt at det ikke er noe behov for ytterligere utbygging eller en ny kraftkabel fra Skaidi til Hammerfest, da den nåværende 132 kV-kabelen har en overføringsskapasitet på 330 MW. Vi gjør en antakelse om at denne kapasiteten er tilstrekkelig til å gjøre det mulig å investere både i landkompresjon og havbunnkompresjon. Det totale nye energibehovet vil da være om lag 53 MW.

## 3 Forutsetninger

For å gjøre disse beregningene er det en rekke forutsetninger som må gjøres. Disse forutsetningene er oppsummert i Tabell 1.

### Kalkulasjonsrente

Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ) sin veileder (Direktoratet for forvaltning og økonomistyring, 2023) setter en diskonteringsrente for statlige tiltak på 4 %, men vi har valgt å bruke en reell diskonteringsrente på 7 % fordi Equinor er et privat selskap og andre aktører i petroleumsnæringen som Petoro (Petoro, 2020) har brukt 7 % som diskonteringsrente.

Tabell 1: Tabell over forutsetninger

Faktor	Forutsetning
Kalkulasjonsrente	7 %
Diskonteringsår	2022
Kroneår	2022
Analyseperiode	ca. 15 år
Prosjektets levetid	ca. 15 år
Oppstartsår	2024
Åpningsår	2028 (elektrifisering fra 2031)
Første beregningsår	2024 (anleggsfase)
Andre beregningsår	2028 (driftsfase)
Utslippsprognoser	Utslipp for null-alt. til 2041. Utslipp for alt. 1 til 2043.

## Diskontering og kroneår

Som felles tidspunkt for utregninger er 2022 valgt. Dette er fordi det er samme kroneår som vedtaksbrevet legger til grunn.

## Analyseperiode

Utgangspunktet er at analyseperioden er fra 2028 til 2050, men med vår beregnet gjenværende gassmengde med platåproduksjon vil produksjonen vare til 2041 ved delvis elektrifisering og 2043 ved full elektrifisering og dermed har vi en analyseperiode på 15 år.

## Levetid og restverdi

Snøhvit Future vil med en oppgradering av anlegget kunne redusere karbonavtrykket i henhold til Paris-avtalen, og fortsette gassproduksjon frem til 2043 i vår analyse. Med åpningsåret 2028 er levetiden satt til totalt 15 år.

Etter prosjektets levetid vil avviklingsfasen for Melkøya starte. Det er utfordrende å estimere hvor lang tid dette vil ta, men det antas at det er en stor og ressurskrevende jobb. En vellykket avviklingsprosess innebærer demontering og resirkulering av anlegget med henhold til bærekraft og miljø sikkerhet. Det forekommer en restverdi på anlegget, og prislapp for resirkulering som er vanskelig å estimere per dags dato. Siden vi ser på differansen antar vi at denne er lik mellom prosjektene og gjøres samtidig slik at denne faller bort.

## Oppstarts- og åpningsår

Oppstartsåret er det første året der spaden går i jorda for prosjektet. Ettersom utbyggingen av kraftlinjene er satt til 2024 er dette oppstartsåret for prosjektet. Åpningsåret er det første året hvor tiltaket er ferdigstilt, og det kan forventes nytte fra prosjektet. Vi har satt åpningsåret til 2028 ettersom det forventes at kompressoren skal være ferdig installert og klar til bruk andre kvartal i 2028.

## Utslippsprognoser

Utslippsprognosene baserer seg på utslipp vi i dag vet forekommer på Melkøya. CO<sub>2</sub>-utslippet vi har antatt er 850 000 tonn CO<sub>2</sub>e fra kraftproduksjon og 100 000 tonn CO<sub>2</sub>e til fakling årlig.

Delvis elektrifisering vil forlenge tidsforløpet til prosjektet, der vi med våre antakelser har produksjon til 2041. Siden full elektrifisering ikke har utslipp fra kraftproduksjon, men fortsatt må fagle, må full elektrifisering kjøpe kvoter i disse to årene.

## 4 Tallfesting og kostnadsestimering

### 4.1 Gassprisen

Prisen på naturgass settes på børser verden over der prisen i den nederlandske Title Transfer Facility (TTF), britiske Natural Balancing Point (NBP), og den amerikanske Henry Hub er mye brukte referanseprissettere på naturgass ("Natural Gas Prices," 2023). Prisen på disse kan avvike fra hverandre betydelig siden naturgass ikke er like lett å transportere som olje. LNG, som er transporterbar naturgass, vil kunne ha en annen global pris enn de lokale prisene på børser. I tillegg er gass prissatt i andre valutaer enn norske krone som gjør at valutakurs vil ha en påvirkning på prisen på LNG for Equinor i norske kroner som er brukt i analysen. Bruken av referansepris gjør det mulig å ha en felles pris på gass fra forskjellige felt ettersom gassen fra hvert felt kan være forskjellige fra hverandre (Riva et al., n.d.).

Hvordan naturgassmengde måles varierer, der man i Europa bruker volum i standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) eller i standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm<sup>3</sup> oe) og konverteringsfaktoren mellom de er at det går 1000 Sm<sup>3</sup> til 1 Sm<sup>3</sup> oe. Siden naturgass er forskjellig fra felt til felt er brennverdien en annen måleenhet der man ser på energien. Der bruker man Joule (J), megawatt-timer (MWh) og million britisk termiske enheter (MMBtu). Gassprisen som er brukt i analysen er oppgitt i USD per MMBtu og er satt til 10 USD/MMBtu som senkes med 10% i 2035 basert på tall fra vedtaksbrevet og har basert seg på en valutakurs på 8,50 NOK/USD.

I denne analysen ser vi på differansen mellom delvis elektrifisering og full elektrifisering, og da kan man anta at produksjonen av kondensat og NGL er like og dermed kan settes til null.

## 4.2 Kraftprisen

Norge er med i det europeiske kraftmarkedet gjennom Nordpool-børsen der produsenter og konsumenter melder inn bud på hvor mye kraft de ønsker å produsere og konsumere for hver time. Norge er delt inn i flere prisområder som hver har sin egen pris, basert på import- og eksportkapasitet, krafttettspørsel og produksjon (Olje- og energidepartementet, n.d.-b). Melkøya er i prisområdet NO4 som dekker Troms og Finnmark, og er tilknyttet prisområder i Finland og i Sverige. Produksjonen av kraft består i hovedsak av regulerte og uregulerte vassdrag og vindkraft.

I følge vedtaksbrevet vil ikke full elektrifisering av Melkøya være mulig med dagens nettkapasitet siden 132 kV-kabelen som er der i dag har en nettooverføringskapasitet på 330 MW. Planene om omlegging til å drifte fullt med kraft fra nettet vil gi et behov på ytterligere 365 MW, totalt 425 MW for Hammerfest-området. Dette skal løses med en oppgradering av transformatorstasjonen ved Skaidi, og det legges en ny 420 kV-kabel fra Skaidi til Hammerfest som vil gi en overføringskapasitet til Hammerfest på om lag 760 MW. I dag har Hammerfest LNG en energiforsyning fra fem gassturbingeneratorer og dette energianlegget kan produsere omtrent 225 MW elektrisk kraft, og omtrent 140 MW varmeenergi som gjenvinnes fra eksosgassen fra gassturbinene. Dette er kraftbehovet analysen vil basere seg på, altså ved full elektrifisering vil det totale behovet for kraft være 365 MW. Havbunnkompresjon (to anlegg, 11,5 MW per stykk) og landkompresjon (28 MW) antas for både delvis og full elektrifisering.

I nyttekostanalysen antas det at tilbudet på kraft ikke øker på grunn av utbygginga på Melkøya. Prisene er basert på NVEs prisbane for 2030 (Norges vassdrag- og energidepartement, n.d.) der vi antar at full elektrifisering av Melkøya ikke er tatt hensyn til, slik at prisen vil øke i NO4 basert på de beregnede priselastisitetene og produksjons- og importkapasiteten som eksisterer i dag.



Figur 1: Historiske kraftpriser i NO4

Basert på denne prisbanen estimeres en kraftpris på 0,48 kr/MWh. Det vil bli tatt i betraktning at prisen endres når Hammerfest LNG kobler seg fullt til nettet med 365 MW. I følge våre beregninger basert på dette fører det til en økning i prisen med 28 % i NO4. Denne prisøkninga er med en antakelse om at det ikke utbygges mer kraftproduksjon i NO4 da det er usikkerheter rundt godkjenning av nye kraftverk.

### 4.3 CO<sub>2</sub>-prisen og karbonprisbanen

Norge er en del av det europeiske kvotesystemet (EU ETS2). Kvotesystemets hensikt er å sette et tak på hvor mange CO<sub>2</sub>-ekvivalenter som maksimalt kan slippes ut årlig. Med tiden reduseres kvotene, og med det vil utslippene også reduseres. Kvotepiktig sektor, som petroleumsnæringen, må hvert år betale for klimakvoter tilsvarende utslippene året før (Regjeringen, 2021).

Ved Snøhvit Future og full elektrifisering forventes det et utslippskutt på omtrent 850 000 tonn CO<sub>2</sub>e årlig. Kostnadene Hammerfest LNG vil ha med kjøp av kvoter vil dermed reduseres kraftig, og bare kvoter ved fakling på omtrent 100 000 tonn CO<sub>2</sub>e årlig vil være nødvendig.

Prisen per kvote vi forholder oss til i denne analysen er 2230 kr. Denne er fra Finansdepartementets karbonprisbane (Finansdepartementet, 2022) oppgitt i 2023-kr, så dermed er den inflasjonsjustert ned med 4 % som gir en pris på 2141 kr per tonn CO<sub>2</sub>e i 2022-kr. Denne har



Tabell 2: Tabell over parameterverdier i standardscenarioet.

Parameter	Verdi
Produksjonstak	6 500 000 Sm <sup>3</sup> oe
Estimert gassmengde	142 000 000 Sm <sup>3</sup> oe
Frigjort gassmengde	5 900 000 Sm <sup>3</sup> oe
Elektrifiseringsår	2030
Investeringskostnader ved elektrifisering	7 000 000 kr
Kraftpris	0,48 kr/MWh
Valutakurs	10 USD/MMBtu
Gasspris ved start	8,5 kr/USD
Endring i gasspris	-10 %
År gasspris endres	2036
Maks. beregningsår	2050
CO <sub>2</sub> -pris	2141 kr

en implisitt valutakurs på 10,25 NOK/EUR siden kvoter prises i euro. I tillegg er en analyse gjort med lav og høy karbonprisbane fra samme kilde brukt, men der med en valutakurs på 9,80 NOK/USD.

## 5 Nyttekostanalyse

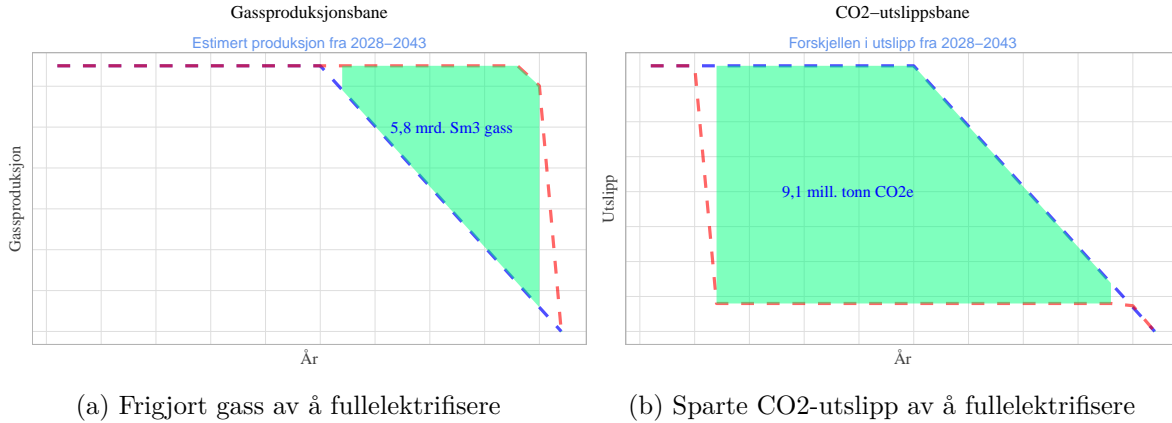
### 5.1 Parameterverdier

For å utføre en nyttekostanalyse er det essensielt å forsøke å ha tall og virkninger som er så presise som mulig. Disse er i hovedsak forklart ovenfor. Basert på dette er det satt sammen et standardscenario der hensikten vil være se på differansen mellom delvis og full elektrifisering.

Produksjonstaket er basert på vedlegget til godkjenningbrevet, der de sier at platåproduksjonen ligger på 7,3 milliarder Sm<sup>3</sup> oe i året, mens historisk data fra Equinor ligger på omtrent 6 milliarder Sm<sup>3</sup> oe i året (Olje- og energidepartementet, n.d.-a) så vi antok at produksjonstaket ville være mellom disse på 6,5 milliarder Sm<sup>3</sup> oe.

Estimert mengde gjenværende gass er basert på OEDs anslag for gjenværende gassreserver (Olje- og energidepartementet, n.d.-a). Her er det gjort en antakelse om hvor mye gass som er gjenværende i feltet som er den samme som i 2023. Grunnen til dette er fordi OEDs vedtaksbrev anslår at gassproduksjonen kan være på platånivå til 2040, noe den vil være om mengden gass er lik det som gjenstår i 2023.

Frigjort gass er hvor mye gass som frigjøres ved å ikke bruke gasskraftverket for energi og varme og tallet er fra OEDs vedtaksbrev. Dette er illustrert i Figur 2a som det grønne området.



Figur 2: Frigjort gass og utslippsbesparelser ved å fullelektrifisere.

År for elektrifisering er basert på vedlegget der det refereres til at Statnett gir Equinor tillatelse til å øke effektuttaket i 2030. Investeringskostnader, valutakurs og gasspris er også basert på vedlegget der det er gjort antakelser om valuta og gasspris.

Kraftprisen er basert på NVEs kraftprisbane og CO<sub>2</sub>-kvoteprisene er basert på Finansdepartementets karbonprisbane for petroleumssektoren. Vi har òg brukt deres høye og lave estimer for karbonprisanen.

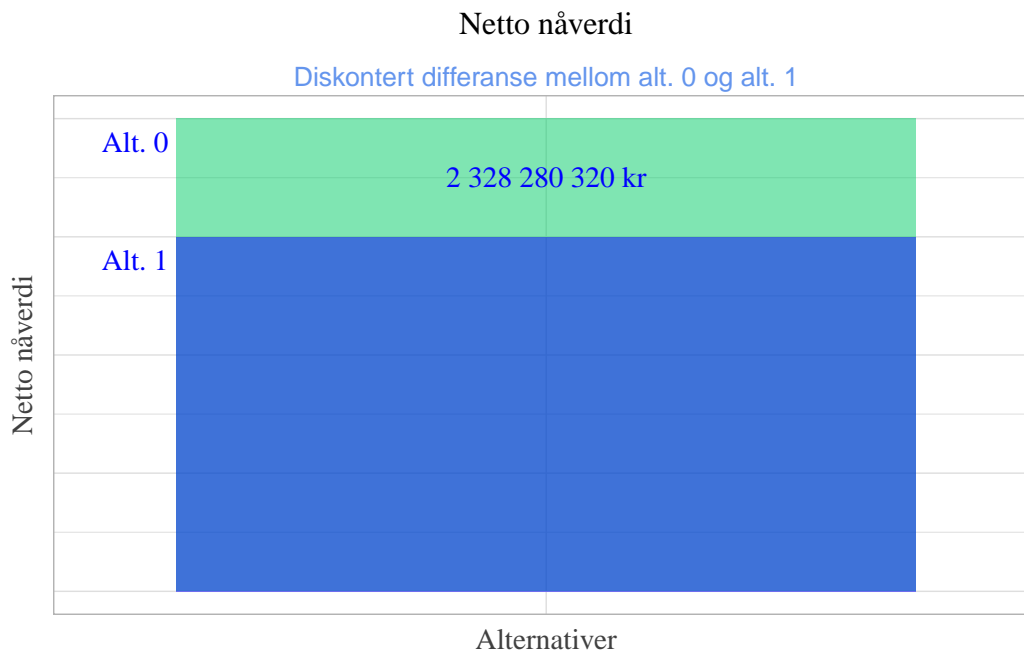
I vår nyttekostanalyse ser vi på differansen mellom delvis og full elektrifisering siden disse to prosjektene er så å si like. Dette fører til at alt som antas å være likt vil falle bort, slik at om vi antar at driftskostnader, utrangeringskostnader og investeringene som begge utfører vil disse alle falle bort. I tillegg vil inntektene fra kondensat og NGL falle bort.

Vi antar at begge alternativene vil produsere på platåproduksjon til det er tomt for gass. I det siste året antar vi at den kan kjøre platåproduksjonen hver dag fram til det ikke er nok gass til å produsere en dag til. Dette antas fordi den minimale mengden gass som var nødvendig per dag var lavere enn platåproduksjonen per dag.

## 5.2 Standardscenarioet

Ved å bruke de oppgitte parametrene har vi beregnet netto nåverdi av differansen mellom en delvis og en full elektrifisering år for år.

For å sammenlikne alternativene er differansen mellom disse brukt, slik at man kan anta at det som er likt mellom alternativene faller bort. Våre beregninger viser at nullalternativet er 2,3 milliarder kroner mer lønnsomt neddiskontert til 2022-kroner over sin levetid.



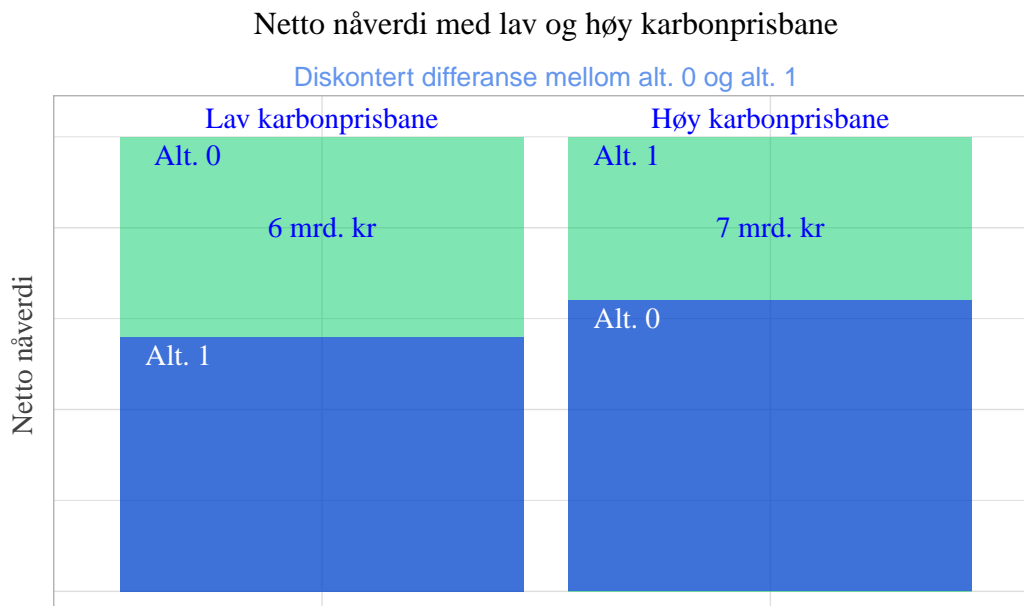
Figur 3: Forskjellen på nettonåverdi mellom delvis og full elektrifisering.

I Figur 3 er alternativene tegnet inn i et stolpediagram. Den illustrerer at nullalternativet med delvis elektrifisering vil ha en høyere netto nåverdi enn alternativ 1 og dermed er mer lønnsomt gitt disse standardparametrene. Full elektrifisering vil derimot redusere utslippene med omtrent 9 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, men disse kvotene antas å ville bli kjøpt av andre aktører i kvotemarkedet slik at Europas totale utslipp antas å ikke gå ned av dette tiltaket.

### 5.3 Lav og høy karbonbane

Det ligger en usikkerhet i hva den fremtidige prisen på kvoter kommer til å være framover. I standardscenarioet har vi brukt Finansdepartementets estimering om kvotepris i petroleumssektoren, men de oppgir også tall for en lav karbonprisbane og en høy karbonprisbane. Vi har derfor gjort en tilsvarende analyse med den lave og den høye karbonprisbanen.

Med disse karbonprisbanene og de andre parameterne satt slik som i standardscenarioet og samme gass- og strømpris som i så vil full elektrifisering med en høy karbonpris være mer lønnsomt enn delvis med 7 milliarder kr, og delvis elektrifisering med lav karbonpris med 6 milliarder.



Figur 4: Forskjellen på nettonåverdi i de forskjellige karbonprisbanene.

Figur 4 illustrerer den diskonterte differansen mellom delvis og full elektrifisering med lav og høy karbonprisbane. Stolpen til venstre viser at med en lav karbonprisbane, er null-alternativet 6 milliarder kr mer lønnsomt enn alternativ 1 gitt at alle andre parametere er konstant. Stolpen til høyre viser at ved en høy karbonprisbane, vil det være 7 milliarder kr mer lønnsomt å fullt elektrifisere enn å beholde null-alternativet gitt at parameterne er konstant.

#### 5.4 Andre gass- og strømpriser

Usikkerhet med strøm- og gasspris er gjort med en Monte Carlo-simulering der det er brukt historiske strøm- og gasspriser og den standard karbonprisbanen. Vi beregna den logaritmiske endringa i strømpris og i gasspris og beregna gjennomsnitt og standardavvik slik at vi fikk den gjennomsnittlige endringa i prosent fra periode til periode. Da kan vi bruke en pseudotilfeldig tall-generator og gi oss normalfordelte endringer i pris som vi så gjorde 1000 simuleringer på.

Tabell 3: Tabell over resultatene av Monte Carlo-simuleringa.

Nullalternativ	Alternativ 1	NNV i standardscenario	Forventet NNV
79 %	21 %	-2,3 mrd. kr	-2,4 mrd. kr

i Tabell 3 er resultatene av Monte Carlo-simuleringen oppsummert. Ut fra våre resultater får vi at delvis elektrifisering lønner seg i 79 % av tilfellene og full elektrifisering lønner seg i 21 % av tilfellene. Det vi òg kan se er at netto nåverdi standardscenarioet og den forventede netto nåverdien fra simuleringen er nokså like, som er noe man bør forvente å få når man utfører en slik type simulering.

## 5.5 Oppsummering

Med disse antakelsene vil man i differansen se på forskjellen i inntekter, kvotekjøp, kraftkjøp og investeringskostnader. Disse er summert sammen og neddiskontert til 2022-tall med en antakelse om 7% diskonteringsrente.

Tabell 4: Tabell med netto nåverdi av differansekontantstrømmen.

Standardscenario	Lav karbonprisbane	Høy karbonprisbane
-2 mrd. kr	-6 mrd. kr	+7 mrd. kr

Tabell 4 viser differansen i netto nåverdi mellom full elektrifisering og delvis elektrifisering. Dersom tallet er negativt betyr det at delvis elektrifisering er mer lønnsomt og positivt betyr at full elektrifisering er mer lønnsomt.

Ifølge våre beregninger gitt disse prisene over og karbonprisbanen som Finansdepartementet har satt for petroleumssektoren får vi et negativt resultat på 2 milliarder kr. Det betyr at reduksjonen i kvotekjøp på grunn av lavere utslipp, økte investeringskostnader og økt strømforbruk ikke dekkes av salg av den frigjorte gassen. Da vi gjorde beregninga igjen med lavere karbonprisbane ble full elektrifisering enda mindre lønnsomt, mens med den høye karbonprisbanen så ville full elektrifisering lønne seg.

## 5.6 Andre usikkerhetsfaktorer

Ved full elektrifisering er mye av kritikken basert seg på blant annet til anleggsdriften og utbyggingen av strømmettet mellom Skaidi og Hammerfest. Naturvernforbundet og Norske samers riksforbund (NSR) har omtalt dette som et omfattende naturinngrep som kan være forstyrrende for reindriften og sammenlikner inngrepet med vindkraftsverket og høyesterettsdommen med Fosen vindkraftverk og kan bryte med menneske- og urfolksrettigheter (Norges vassdrag- og energidepartement, 2022 s. 85).

I NVEs oppsummering av konsekvensutredningene konkluderer de med at det ikke er brudd på menneske- eller urfolksrettigheter [Norges vassdrag- og energidepartement (2022) s. 43; ]. Likevel kan dette anses som en usikkerhetsfaktor og om det viser seg å være et brudd på disse rettighetene kan det føre til at Snøhvit Future ikke lar seg gjennomføre og måtte gjøre tiltak

som å stanse produksjonen eller gå tilbake på investeringene som allerede er gjort og som kan medføre en betydelig kostnad.

Videre er konsekvensene av naturinngrepene under anleggs-, og driftsfasen for kraftkabelen fra Skaidi-Hammerfest vanskelig å estimere, der utfallet kan være at dyr- og fugleliv kan bli påvirket i større eller mindre grad enn antatt.

En annen usikkerhetsfaktor er at mange byggeprosjekt har en risiko ved seg om når disse faktisk blir ferdigstilt til gitt tid. Det kan være usikkerhet knyttet hvor lang tid leveranse, montering og om hvor vellykket omstillingen til kraft fra strømmettet er, og om det blir eventuelle forsinkelser. I tillegg kan det være uforutsette ekstraavgifter og tilleggsinvesteringer som må gjøres

Usikkerhet hva konsekvensene av naturinngrepene som påvirker fugl- og dyreliv er svært vanskelig å estimere. Utfallet baserer seg på tidligere undersøkelser som sier at det avhenger av hvilke fugl- og dyrearter som befinner seg i området, der noen blir påvirket i liten grad, og noen arter vil avstå hekkinga og flytte fra området. Det er usikkert om hvilke arter dette gjelder og hvor påvirket disse blir.

## 6 Ikke-prissatte virkninger

Ved full elektrifisering legges det en ny strømkabel på 420 kV som skal erstatte 132 kV-kabelen som i dag forsyner Hammerfest med kraft. I anleggsfasen som i grovt sett vil være perioden fra 2024-2028 ser vi på området Skaidi-Hammerfest/Hyggevatn der 420 kV-kabelen skal legges. Myrområder som blir berørt, og annet fugl- og dyreliv som i anleggsfasen blir utsatt for arbeidet med å legge kraftkablene, er vanskelig å prissette.

Det vil legges vekt på NVEs oppsummering av befaringer gjort på anleggsområdet som blir berørt av utbyggingen av kraftnettet samt en konsekvensutredning for naturmiljø gjennomført av NINA og en konsekvensutredning utført av Multiconsult på vegne av Statnett (Jacobsen & Bjerke, 2021; Norges vassdrag- og energidepartement, 2022; Osen et al., 2021).

For kostnadsestimering av ikke-prissatte virkninger er det gjort et forsøk på å innhente riktig informasjon om bl.a. antall reinsdyr som befinner seg i området, uten hell. Det har blitt gjort forsøk på å kontakte reindriftssamene i de ulike beitedistriktene, men forespørselen ble ikke besvart og noe spesifikke tall eller informasjon ble ikke innhentet. Uten nødvendig informasjon om reinsdyr- og andre dyrearter er det utfordrende å estimere kostnad på inngrepene ved anleggsfasen. I denne analysen blir derfor alvorlighetsgraden rangert fra liten, middels og stor.

Vi har basert vår vurdering av alvorlighetsgrad på rapporter fra Multiconsult, NVE og NINA, men disse er gjort på forskjellige tidspunkt med forskjellige metoder og kommer med forskjellige utfall så vi har gjort et forsøk på å sammenfatte disse og gjort en slags samlet vurdering som er i Tabell 5.

Tabell 5: Vår vurdering av de ikke-prissatte virkningene

Naturmiljø	Anleggsfasen	Driftsfasen
Klimautslipp fra myr	Liten	Liten
Fugl- og annet dyreliv	Stor	Middels
Landskapsbilde	Middels	Middels
Friluftsliv	Middels	Liten
Reindrift	Stor	Liten

## 6.1 Klimautslipp fra myr

NVE konkluderer med at løypestrasen for kraftlinjene vil ikke berøre myr i særlig stor grad og at det er beregnet at ca. 100 kvm med myrområder vil bli påvirket, som gir et totalt utslipp på mellom 6-12 tonn CO<sub>2</sub>.

## 6.2 Fugl- og annet dyreliv

Under utbygging av kraftlinjene samt transformatorstasjon vil prosjektet kunne forstyrre fugl- og annet dyreliv og dermed settes av både NINA og NVE konsekvensgraden til høy. Forstyrrelser under utbygging vil kunne føre til at fugler ikke finner ro, og enkelte arter som er sårbare for støy og visuelle effekter kan risikere å oppgi hekkingen.

Under driftsfasen vil fugl- og annet dyreliv vil bli negativt påvirket. I hvor stor grad er vanskelig å fastslå ettersom tidligere undersøkelser viser til at noen arter ikke blir påvirket, mens andre arter blir påvirket, og utfallet kan være at de forlater redet sitt.

## 6.3 Landskapsbildet

Under anleggsfasen- og driftsfasen vil det bli gjort naturinngrep som forandrer landskapsbilde. Dette er ikke massive inngrep, men nok til å forandre landskapsbilde. Det vil bli lagt nye anleggsveier for anleggsmaskiner i et område hvor det normalt sett ikke er noe ferdsel av motoriserte kjøretøy, og det kan forventes at under anleggsfasen vil det forekomme en god del trafikk. Det vil også bli montert kraftlinjer og stasjoner som vil endre landskapsbildet. Ifølge rapportene vil disse naturinngrepene ødelegge naturområder, og skape forstyrrelser for dyreliv og derfor setter vi konsekvensgraden til middels.

## 6.4 Friluftsliv

Virkninger for anleggsfasen har vi satt til middels. Det er basert på at rapportene sier at forekomsten av anleggsbiler, maskiner og annet utstyr vil ferdes i området, og det kan forventes noe støy som vil påvirke friluftslivet. Under driftsfasen vil dette forsvinne, og det vil kun ha visuelle effekter for friluftsliv.

## 6.5 Naturressurser og reindrift

Rapportene sier at utbyggingen av kraftlinjen og tilhørende kraftanlegg på Skaidi og Hyggevatn vil ha en stor påvirkning på reindriften under konstruksjonen. Kraftlinjene vil legges i området for både sommer- og høstbeite samt flytteleiet til reinsdyrene, og dette vil skape forstyrrelser for dyrene. I hvor stor grad er vanskelig å fastslå ettersom det avhenger av støynivå og visuelle utfordringer, men det er å forvente at reinsdyrene benytter seg av området mindre enn forventet. Ettersom reindriften forflytter seg fra sesong til sesong, er det som et avbøtende tiltak lagt til rette for at arbeidet skal foregå i sesonger der reinsdyrene beiter i andre områder, men det er å forvente at reindriften vil bli påvirket av utbyggingen.

Vi har derfor satt konsekvensgraden til stor i anleggsfasen, og liten i driftsfasen fordi vi forventer at reindriften vil drives som tilnærmet normalt. Noen utfordringer med henhold til støy og det visuelle er å forvente, men dette vil ikke forstyrre reinsdyrene i like stor grad som under utbyggingen.

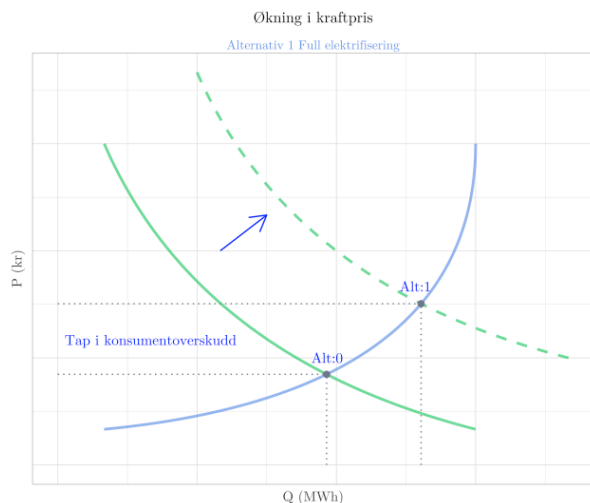
# 7 Ringvirkninger

## 7.1 Endret strømpris

Tiltaket ved full elektrifisering vil føre til en økning i strømforbruket og ved de nye kraftkablene som legges fra Skaidi, vil det potensielt være mulig å forsyne Hammerfest med 760 MW. Equinor estimerer at Hammerfest vil trenge totalt 425 MW, der 365 MW går til Snøhvit Future, og resterende går til Hammerfest. Ringvirkningene av den økende etterspørselen av strøm er en høyere strømpris for NO4 gitt ingen økt produksjon eller import- og eksportkapasitet.

Det er planer for mulige utbygginger av vindkraftverk, og å øke eksport- og importkapasiteten med blant annet Nord-Finland (Statnett, 2019). Vi har ikke tatt hensyn til dette i analysen fordi det er stor usikkerhet hvilke kraftverk vil få godkjenning, hvor mye kraft som blir produsert og når disse eventuelt ferdigstilles. Vindkraft er ikke-regulerbare kraftverk kan det føre til at man får perioder med høye spotpriser på strøm når kraftverkene ikke produserer og lave priser når det er mye vind.





Figur 5: Illustrerende figur på tap av konsumentoverskudd ved økte strømpriser.

goder som mat, klær, fritidsaktiviteter osv. Da de blir nødt å bruke mer av husholds inntekten på kraft. Vi kan se en reduksjon i konsumentoverskuddet da et sjokk i etterspørselen av kraft gjør at kurven skifter utover, og med dette er det også en økning i produsentoverskuddet. Dette økte overskuddet vil tilfalle kraftprodusentene og kan ha uheldige fordelingsvirkninger. Mye av kraftproduksjonen i Norge er driftet av kommuner og fylkeskommuner. Dette kan føre til ulik fordeling av dette overskuddet mellom beboerne i kommuner ved at noen kommuner har mer kraftproduksjon og får mer av overskuddet enn andre kommuner.

Den økte og potensielt mer volatile strømprisen vil falle på alle som er bosatt i NO4 samt privat næringsliv og industri. Økningen i prisen på strøm kan få betydelige konsekvenser, spesielt for privat næringsliv og husholdninger som vil merke en økning i kraftprisen. For bedrifter med høyt forbruk av kraft i produksjonen, så kan en økning i kraftprisen føre til økte driftskostnader og dermed endre driftsresultatet. Dette kan være utfordrende for små bedrifter som driver med et lavere budsjett, og i ekstreme tilfeller kan en økning i strømpris over tid føre til konkurser blant bedrifter som per dags dato opererer på marginen.

Høyere strømpriser for husholdningene vil føre til økte kostnader og dermed mindre til andre grunnleggende husholdningsbehov og dette kan føre til et redusert forbruk av andre

## 7.2 Bortfall av kvotekjøp

Totalt sett dersom nullalternativet består, ville Equinor måtte kjøpt kvoter tilsvarende ca. 13,2 mill. CO<sub>2</sub>e som ville kostet Equinor om lag 28 mrd. kr (ikke diskontert). Disse kvotene gir inntekter til både EU og Norge hvor inntekten blir forvaltet i fond som brukes til å gi støtte til innovativ fornybar energi, CO<sub>2</sub>-fangst og lagring, samt andre utslippsreducerende prosjekter i industrien. Innovasjonsfondet i Norge (Enova) forvalter inntekten fra auksjonering av klimakvoter til en verdi av minst 575 millioner kr, der formålet er å gi støtte til omstilling for ulike prosjekter gjennom differansekontrakter (Carbon Contracts for difference – CCFdS). Ved å fordele disse kontraktene garanterer man en fast CO<sub>2</sub>-pris som er høyere enn prisen for klimakvoter, og gir dermed intensiver til aktørene som ønsker å investere i bærekraftige og klimavennlige teknologier som reduserer klimautslipp utover gjeldene kvotepris. I EU forvaltes inntektene fra auksjonering av klimakvoter gjennom et moderniseringsfond som er etablert for å bistå utvalgte EU-land med lav BNP, slik at en omstilling blant annet i energisektoren kan bli mer realiserbart selv for land med lav BNP (European Commission, n.d.).

Når kvoter ikke utnyttes i løpet av samme kalenderår som de er kjøpt, legges de ut for auksjon. Der andre aktører kan kjøpe de opp å dra nytte av dem, slik at i realiteten dersom Equinor elektrifiseres, så vil utslippene i EU-sammenheng være den samme fordi andre vil benytte seg av nettopp disse kvotene. Kvoter som ikke blir kjøpt opp på auksjon, som forblir i reserve, faller inn blant kvoter som kvalifiseres for sletting som en del av en slettemekanisme. EU reduserer det årlige antallet tilgjengelige kvoter for å nå klimamålet som er satt til 2030, og terskelen for destruksjon og sletting av kvoter er lavere enn før (ETS2) (Christian Nissen et al., 2022).

Om en tenker seg det scenarioet at dersom kvotene Equinor kjøper i dag skulle bli slettet som en del av denne slettemekanismen, så kunne det potensielt redusere inntektene til det norske innovasjonsfondet betraktelig. Inntekter som antas ville blitt brukt for å omstille næringslivet i Norge i stor grad. Denne omstillingen, og antallet bedrifter som kunne kvalifisert for å hjelp til å redusere utslippene er umulig å forutsi. Det mulige spørsmålet er om de pengene som Equinor ville bidratt med til innovasjonsfondet i Norge kunne ført til et høyere totalt utslippskutt enn det som kuttet ved å elektrifisere produksjonen på Hammerfest LNG på ca. 2 % av de nasjonale utslippene.

## 8 Referanser

- Christian Nissen, Johanna Cludius, Sabine Gores & Hauke Hermann. (2022). *Trends and projections in the EU ETS in 2022*. European Topic Centre on Climate change mitigation. <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cm/products/etc-cm-report-2022-05>
- Direktoratet for forvaltning og økonomistyring. (2023). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. [https://dfo.no/sites/default/files/2023-10/Veileder\\_samfunnsokonomiske\\_analyser\\_nov23.pdf](https://dfo.no/sites/default/files/2023-10/Veileder_samfunnsokonomiske_analyser_nov23.pdf)
- Energi og klima. (n.d.). *Kvotemarked: EU og verden*. Retrieved December 1, 2023, from <https://energiogklima.no/klimavakten/kvotemarked-eu-og-verden>
- Equinor. (n.d.). *Snøhvit Future*. Retrieved December 1, 2023, from <https://www.equinor.com/no/energi/snohvit-future>
- European Commission. (n.d.). *Modernisation Fund*. Retrieved December 2, 2023, from [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/modernisation-fund\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/modernisation-fund_en)
- Finansdepartementet. (2022, 22. December). *Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser* [Redaksjonellartikkel]. Regjeringen.no; regjeringen.no. <https://www.regjeringen.no/no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser/id2878113/>
- Jacobsen, K.-O. & Bjerke, J. W. (2021). *Nett-tilknytning for elektrifisering av Hammerfest LNG-anlegg*. Norsk institutt for naturforskning. <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/f5b1dc65-9b2d-46d3-81e7-67cb927871dd/202118981/3430538>
- Miljødirektoratet. (2023, 11. May). *Miljømål 5.1. Miljøstatus*. <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/miljomal/klima/miljomal-5.1>
- Natural gas prices. (2023, 8. November). In *Wikipedia*. <https://en.wikipedia.org/w/index>.

- [php?title=Natural\\_gas\\_prices&oldid=1184167133#Natural\\_Gas\\_prices\\_around\\_the\\_world](#)
- Norges vassdrag- og energidepartement. (n.d.). *Kraftpriser i Norge 2030 og 2040* [Data set]. <https://www.nve.no/media/15490/kraftpriser-norge-nve-rapport-om-vindkraft-i-sn-ii-fase-2.xlsx>
- Norges vassdrag- og energidepartement. (2022). *Bakgrunn for innstilling Ny 420 kV Skaidi-Hammerfest*. <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/d909b0a6-8011-4d23-85b2-42d99097407c/200702890/3429172>
- Olje- og energidepartementet. (n.d.-a). *Felt: SNØHVIT*. Norskpetroleum.no. Retrieved December 1, 2023, from <https://www.norskpetroleum.no/fakta/felt/snohvit/>
- Olje- og energidepartementet. (n.d.-b). *Kraftmarkedet*. Energifakta Norge. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Olje- og energidepartementet. (2023a). *Vedrørende godkjenning av endret plan for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG*. Olje- og energidepartementet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/c0c85d54ff88493b86713781ec7b6ece/vedrorende-godkjenning-av-endret-utbyggingsplan-for-snohvitfeltet-og-hammerfest-lng-l1483852-002-l1484472.pdf>
- Olje- og energidepartementet. (2023b, 8. August). *Godkjenning av endret utbyggingsplan for Snøhvitfeltet*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/c0c85d54ff88493b86713781ec7b6ece/snohvitfeltet-godkjenning-av-endret-utbyggingsplan.pdf>
- Osen, R., Hjerkin, E., Hasvik, Å., Eftestøl, S., Rannestad, O. T., Joki, H., Meland, V. & Mork, K. (2021). *Tilleggsutredning Ny 420 kV kraftledning Skaidi-Hammerfest*. Multiconsult. <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/f3c38b21-6dc6-4fa5-9cf8-dd9f860f8cf2/200702890/3422508>
- Petoro. (2020). *Årsrapport for SDØE og Petoro*. <https://www.petoro.no/petoro-aarsrapport/2020/tall/%c3%a5rsregnskap-sd%c3%b8e/noter-1-10>
- Regjeringen. (2021, 16. August). *Forsterket kvotesystem 2021-2030* [EOSnotat]. Regjeringen.no; regjeringen.no. <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2021/avg/forsterket-kvotesystem-2021-2030/id2878386/>
- Riva, J. P., Atwater, G. I., Solomon, L. H., John E. Carruthers & Waddams, A. L. (n.d.). Composition and properties of natural gas. In *Encyclopedia Britannica*. Encyclopedia Britannica. <https://www.britannica.com/science/natural-gas/Composition-and-properties-of-natural-gas>
- Statnett. (2019). *Sammendrag av rapportene «Næring i nord» og «Nett i nord»*. Statnett. <https://www.statnett.no/globalassets/her-er-vare-prosjekter/region-nord/naring-og-nett-i-nord/n3-sluttrapport-sammendrag.pdf>
- United Nations. (2015). *Paris Agreement*. United Nations. <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen>